

УДК 621.181-192

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ИСПАРИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДВУХБАРАБАННЫХ КОТЛОВ

А.С. Заворин, Т.С. Тайлашева

Томский политехнический университет

E-mail: taylasheva@tpu.ru

Представлены результаты исследования физического состояния дефектных труб радиационных поверхностей нагрева котла и численного моделирования топочной среды. Установленное полное соответствие зоны расположения дефектов и области интенсивного теплового потока является методологической основой для прогнозирования потенциально ненадежных участков экранов и выработки корректирующих конструктивных решений.

Ключевые слова:

Паровой котел, тепловой поток, локализация дефектов, перегрев стенки, прогнозирование зоны повреждения.

Key words:

Steam boiler, heat flux, localization of defects, overheating of the wall, predicting the damage.

Введение

Двухбарабанные водотрубные паровые котлы типа ДКВР во второй половине прошлого столетия получили широкое распространение в промышленной теплоэнергетике с отопительным и промышленным использованием пара. Всего выпущено и эксплуатируется по настоящее время несколько десятков тысяч котлов типа ДКВР различной производительности, что дает основание относить их к наиболее распространенным в мире серийным котлам [1]. Это обеспечивалось возможностями крупносерийного производства на Бийском котельном заводе, не имевшего в ту пору аналогов. Кроме того, конструктивная схема пароводяного тракта позволяла адаптировать эти котлы к самым разным условиям эксплуатации. Такие котлы оказались удобными для перевода их на другие виды топлива при минимальном объеме малозатратной реконструкции.

Многолетним опытом эксплуатации котлов ДКВР-20, реконструированных для работы на природном газе и мазуте, установлены факты регулярных разрушений испарительных труб боковых экранов. Попытки систематизировать эти явления [2] показывают, что большинство котлов за 3...4 года эксплуатации неоднократно подвергаются замене экранных труб как в период плановых ремонтов, так и во время аварийных остановов.

Причин разрушения экранных труб можно назвать несколько. Так, при сжигании природного газа и мазута в топке может формироваться высокотемпературное ядро горения, которое приводит к чрезмерному повышению местных тепловых нагрузок на испарительные экраны. Положение усугубляется тем, что боковые экраны в районе расположения горелок запитаны водой из последнего отсека ступенчатого испарения, солесодержание котловой воды в котором значительно выше, чем в первой ступени испарения. Повышенное солесодержание и высокая плотность теплового потока могут приводить к образованию на внутренних по-

верхностях экранных труб малотеплопроводных отложений, интенсивность роста которых, как известно [3], находится в степенной зависимости от величины теплового потока в зоне накипеобразования.

В свете изложенного установление взаимосвязи между эксплуатационными условиями работы труб в испарительных элементах и возникновением дефектов в них является актуальной задачей.

1. Объект исследования

Для исследований выбран котел ДКВР-20, действовавший на одном из томских предприятий в соответствии с графиком технологических и отопительных нагрузок. Сезонные изменения потребности в отпускаемом паре приводят к работе котла в широком диапазоне нагрузок, причем с понижением их вплоть до 15 % от номинальной. В дополнение к этому суточные изменения нагрузки в данном диапазоне диктуются технологическими условиями предприятия и происходят таким образом неоднократно.

Исследуемый котел за время его эксплуатации был реконструирован путем перевода со слоевого сжигания каменного угля на факельное сжигание природного газа и мазута, а также был переведен на пониженные параметры насыщенного пара (рабочее давление — с 2,3 до 1,6 МПа).

Реконструктивные мероприятия, проведенные с котлом, затронули только топочную камеру и отразились главным образом на топочном процессе, хотя изменение объема продуктов сгорания в связи с переходом на другое топливо повлияло также на теплообмен в конвективных поверхностях нагрева. После демонтажа колосниковых решеток нижняя часть топки ограничивается горизонтальным неэкранированным подом, выполненным из кирпичей и покрытым огнеупорной массой, в результате чего объем топочной камеры сохранил свои габариты (по высоте — 5,5 м, по ширине —

2,73 м, по глубине – 4,19 м). На фронтальной стене топки установлены две газомазутные горелки типа ГМГ-7,0 в два яруса: нижняя расположена на расстоянии 1,3 м от пода, верхняя – на расстоянии 2,33 м. Внешний диаметр горелок – 0,5 м, а по каналу для прохода газозвоздушной смеси – 0,434 м. В остальном, включая экранирование топки трубами с диаметром 51 мм, котел остался без изменений, и его конструктивная схема в целом соответствует охарактеризованной ранее [4].

2. Методы исследования

Для вариативной оценки условий тепломассообмена в топке выполнено численное моделирование топочных процессов с использованием пакета прикладных программ FIRE 3D, который был апробирован при моделировании топочных процессов в крупных пылеугольных котлах [5, 6], а затем адаптирован к малогабаритным топкам и газообразному топливу [4]. Результаты численного моделирования, соотнесенные с нагрузкой котла в диапазоне от 15 до 100 %, дают следующие данные для анализа: трехмерную визуализацию по каждому исследуемому параметру; визуальную картину изменения каждого параметра в любой намеченной плоскости и при перемещении плоскости сечения по ширине, высоте и глубине в пределах полных габаритов топочного объема; зависимости распределения температуры, плотности излучения, теплового потока, скорости течения топливозвоздушной смеси и продуктов сгорания, давления, концентрации кислорода, плотности газов, а также экстремумы всех перечисленных параметров.

Совокупность результатов численного моделирования позволяет наметить потенциально ненадежные зоны экранированной поверхности для исследования физического состояния труб, включающего в себя наряду с визуальной оценкой внешней поверхности инструментальные измерения, в том числе ультразвуковой контроль толщины стенки, исследование материала труб, а также оценку состава и характера внутренних отложений.

Для измерения диаметра и толщины стенки экранных труб с оценкой допустимых отклонений и выявлением несплошностей использовался ультразвуковой толщиномер типа ТАУ с датчиками контактного типа УД1, УД2. Измерение диаметра проводилось на каждой второй трубе боковых экранов солевого контура в двух взаимно перпендикулярных направлениях, ультразвуковой контроль толщины стенки – на каждой второй трубе боковых экранов на двух высотных отметках, расположенных на расстоянии 600 и 1800 мм от оси нижнего коллектора.

Первичное экспресс-исследование стальной стенки труб проводилось методом оценки твердости на пределе текучести путем вдавливания шара. Замер твердости выполнялся динамическим твердомером «Константа К5Д» в точках замеров толщины стенки. Для подтверждения регламентиро-

ванных свойств материала труб и с целью корректировки данных твердометрии выполнялись дополнительные исследования методом металлографического анализа образцов на микроскопе МИН-8.

Предварительно на этих же участках проводились исследования состояния внутренних поверхностей экранных труб, а также внутритрубных отложений. Химический состав отложений определялся методом силикатного химического анализа. Состав кристаллической фазы определялся рентгено-фазовым анализом с применением отечественных дифрактометров типа ДРОН при использовании Cu- и Fe-анодов рентгеновской трубки с целью повышения разрешающей способности анализа.

3. Параметры топочной среды

Полный анализ параметров, характеризующих процессы в топочном объеме, проведен по результатам численного моделирования для всего диапазона нагрузок котла [4] и показал наличие в топочном объеме зон с интенсивным тепловыделением. Эта особенность решающим образом влияет на распределение теплового потока, которое зависит от компоновки и режимных условий работы горелочных устройств, вариантов сочетания включенных горелок. Например, при номинальной нагрузке, когда должны быть включены в работу обе установленные горелки, визуализация (рис. 1) тепловых потоков по плоскостям в продольном сечении по осям горелок и в пристеночной области выявляет четко очерченную зону максимума, находящуюся на уровне средней высоты расположения горелок. При этом основная часть этой зоны проецируется на экранные трубы солевого отсека испарения, включенного в крайнюю боковую панель.

Средства математического моделирования дают возможность оценки теплофизических условий в пристеночной области для любого отдельно выделенного участка экрана как по высоте, так и по глубине топки. На рис. 2 изображено изменение перепада теплового потока в режимах от 100 до 15 % номинальной паропроизводительности:

$$\Delta q = q_{100} - q_{15},$$

где q_{100} , q_{15} – тепловой поток при паропроизводительности соответственно 100 и 15 % от номинала. График показывает обстановку в плоскости вблизи боковой стены по высоте топки для участков, последовательно расположенных по ширине экрана, включенного в контур циркуляции солевого отсека и прилежащего к фронтальной стене топки. Ширина отдельного участка соответствует шагу расчетной сетки, выбранной для численного моделирования, таким образом, что все трубы на ширине 2,4 м распределены по 13-и участкам, начиная от фронта котла.

Положение максимума перепада теплового потока совпадает по высоте с уровнем расположения верхнего яруса горелок. Изменение положения

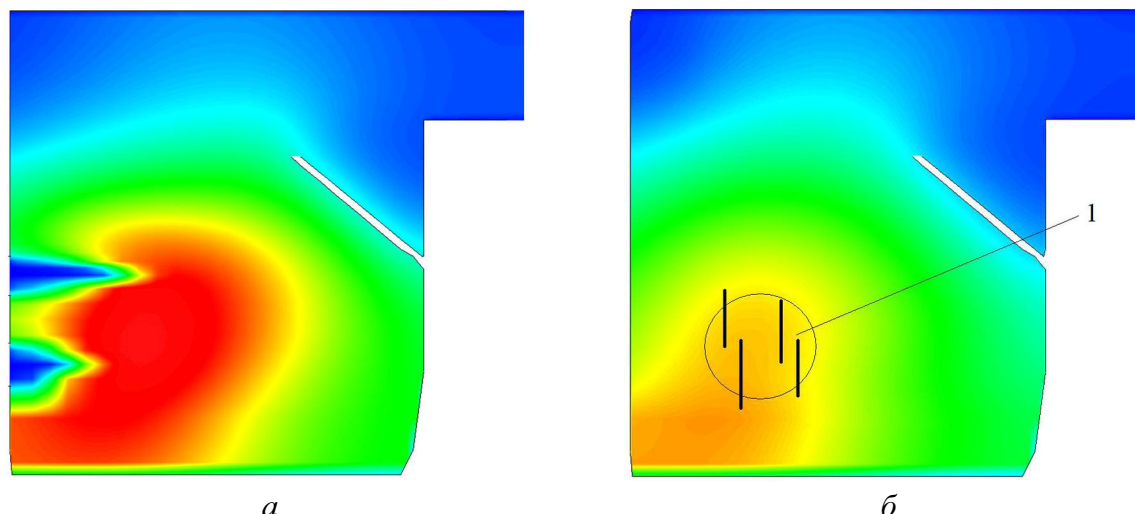


Рис. 1. Тепловой поток в продольных сечениях: а) по осям горелок; б) вблизи боковой стены на расстоянии 0,069 м; 1 – зона повреждений экранных труб

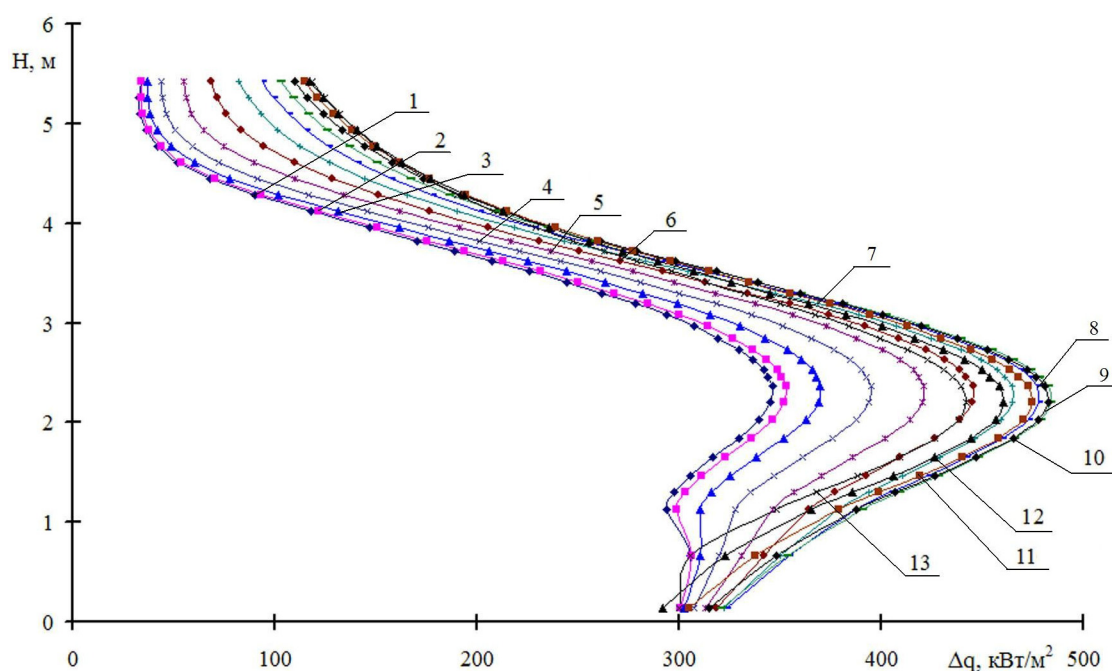


Рис. 2. Изменение перепада теплового потока в пристеночной области по высоте топки H для различных участков труб первого бокового экрана: 1–13 – группы труб в последовательности по ширине экрана

максимума от участка 1 до участка 9 происходит по возрастающей, а далее до участка 13 включительно наблюдается уменьшение абсолютного максимума перепада теплового потока. Столь характерное изменение теплового потока в эксплуатационном диапазоне нагрузок котла позволяет выделить несколько наиболее теплонапряженных участков труб по ширине экрана – в диапазоне от участка 7 до участка 12.

Именно здесь при визуально-измерительном обследовании оказалась зона поврежденных экранных труб (рис. 1, б).

4. Состояние дефектных труб

В зоне экранов, обозначенной по результатам моделирования топочной среды, на левом и правом боковых экранах солевого контура циркуляции со стороны топочного объема выявлены четыре участка труб с окалинами (рис. 1, б), на девяти участках экранных труб длиной 400...600 мм на уровне вблизи оси верхней горелки обнаружены отдушины (рис. 3).

Для неповрежденных труб наружный диаметр не отклоняется из допустимых значений [7]: минимальное и максимальное значения для левого экра-



Рис. 3. Вид на участки экранных труб с выявленными повреждениями боковых экранов: а) левого; б) правого

на составляют соответственно 50,7 и 51,7 мм, а для правого экрана 50,6 и 51,9 мм. Минимальная толщина стенки трубы составляет 2,3 мм при исполнительной толщине 2,5 мм и тоже не выходит за пределы допустимого отклонения [7]. Замеренная твердость всех экранных труб от 151 до 171 НВ тоже

не выходит из справочного диапазона твердости стали марки 10, которая составляет 120...175 НВ [8].

В образцах поврежденных труб при металлографическом анализе обнаруживаются характерные изменения структуры стали (рис. 4).

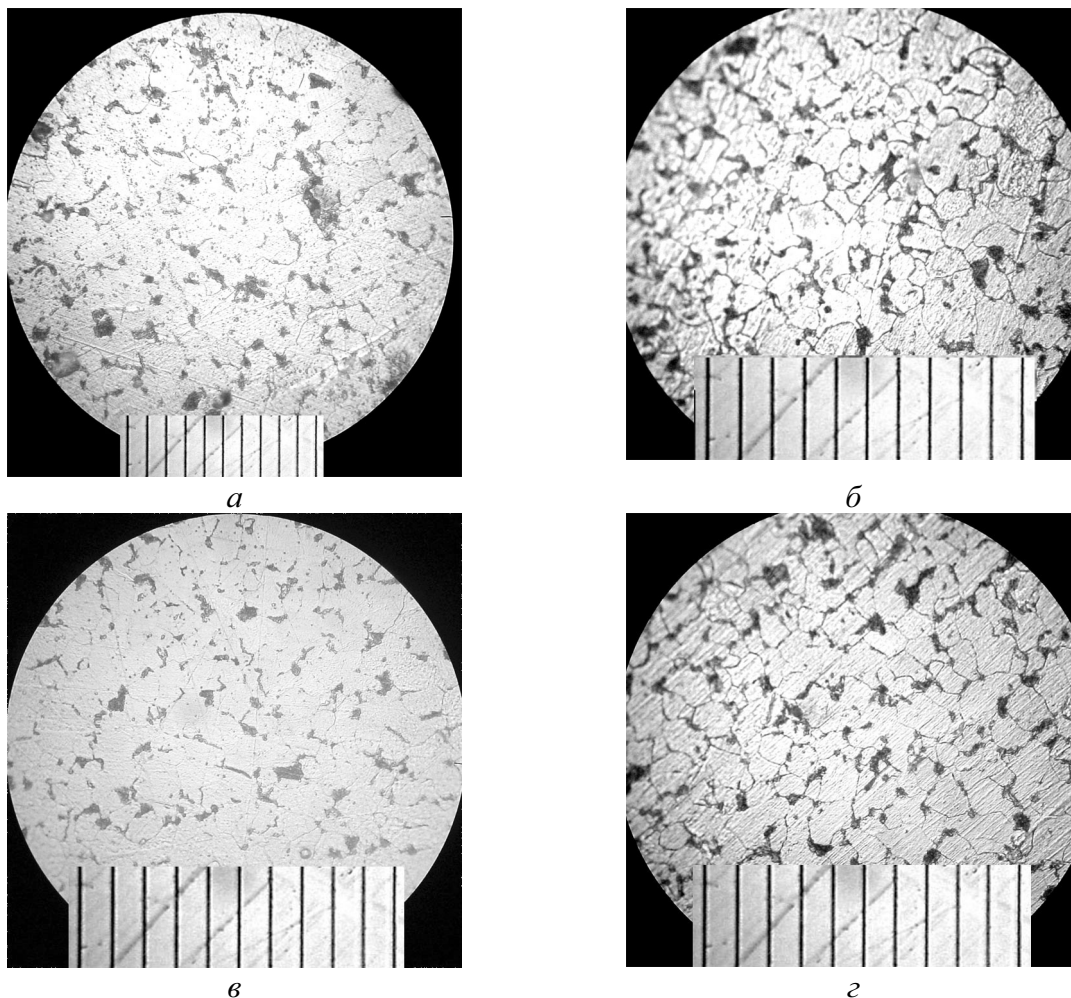


Рис. 4. Структура образцов при металлографическом анализе. Образцы: а) 1; б) 5; в) 3; г) 4; цена деления шкал – 1 мм

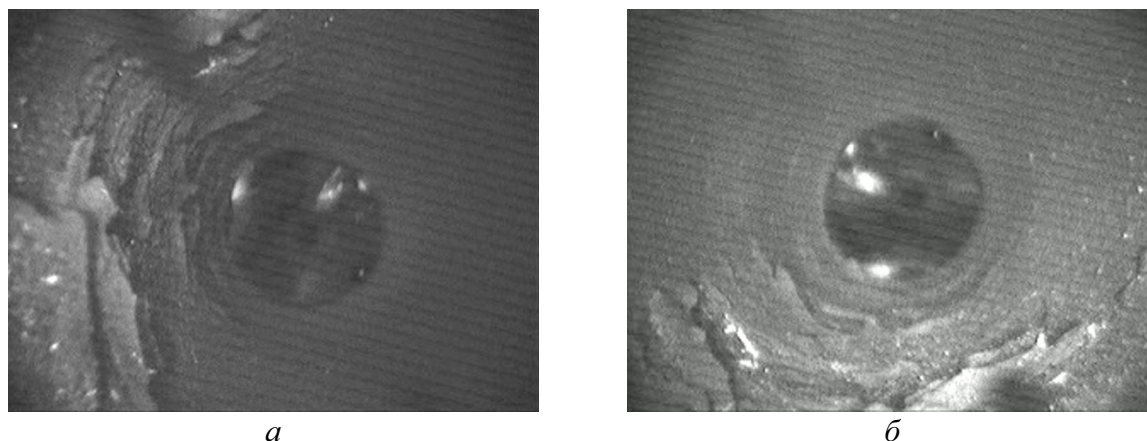


Рис. 5. Внутренняя поверхность вырезанных образцов экранных труб солевого отсека боковых экранов: а) левого; б) правого

Для образцов с левого экрана (рис. 4, а, б) установлена мелкозернистая ферритно-карбидная структура с зернами вторичного перлита, расположенными по границам ферритных зёрен. Степень сфероидизации перлита соответствует 5 баллам шкалы ВТИ.

Столь значительная степень сфероидизации перлита, с учетом срока эксплуатации (около 18 мес.), свидетельствует о длительной работе труб при температуре около 600 °С. Наличие зерен перлита по границам ферритных зерен свидетельствует о нагреве стали до температуры выше 700 °С с последующим медленным охлаждением.

Структура образцов с правого экрана (рис. 4, в, г) тоже мелкозернистая, ферритно-перлитная с зернами вторичного перлита, расположенными по границам ферритных зёрен.

Меньшая степень сфероидизации перлита (2 балла шкалы ВТИ) в образцах с правого экрана при том же сроке эксплуатации свидетельствует об отсутствии длительного перегрева труб. Однако наличие зерен перлита по границам ферритных зерен свидетельствует о кратковременном нагреве материала образцов до температуры выше 700 °С с последующим медленным охлаждением.

Техническим эндоскопированием с использованием прибора типа «Кобра ТВ» установлено, что на внутренней поверхности труб имеются плотные отложения накипи толщиной от 0,5 до 1,2 мм. Эти отложения неровные, чешуйчатой формы, имеются их отслоения (рис. 5).

Суммарная максимальная загрязненность внутренней поверхности труб составила 1600...1800 г/м², что больше предельно допустимой (800 г/м² согласно требованиям СО 34.37.306-2001 п. 3.3 [9]).

В отложениях определены компоненты химического состава: SiO₂ – 42,3 %, Fe₂O₃ – 13,4 %, Al₂O₃ – 4,5 %, CaO – 26,5 %, MgO – 6,4 %, SO₃ – 3,2 %, CuO, ZnO, PO₄ – не более 3,7 %. По данным рентгенофазового анализа выявлены силикатные соединения группы мелилита, магнетит, гамма-Fe₂O₃.

Учитывая известное и контролируемое качество исходной и котловой воды, появление этих минералогических форм в виде внутритрубных отложений возможно только при высокой температуре стенки труб и является свидетельством протекания сложного процесса накипеобразования. Является важным то, что формирование отложений накипи ограничивается лишь непродолжительным участком экранных труб вблизи уровня верхней горелки, что свидетельствует о доминирующем влиянии на накипеобразование высокой плотности теплового потока.

Заключение

1. Исследовано физическое состояние дефектных труб радиационных поверхностей нагрева котла, проведено численное моделирование топочной среды.
2. Особенностью исследованных топочных процессов в котле и теплофизических факторов эксплуатации испарительных элементов при любой нагрузке является локальное проецирование зоны максимального тепловыделения на первую панель бокового экрана.
3. Характер разрушений экранных труб, области их локализации, состояние структуры металла и внутренних отложений свидетельствуют о систематическом, нередко длительном перегреве труб как левого, так и правого солевых отсеков испарения.
4. Возможность определения теплового потока в пристеночной области позволяют оценить изменение тепловой нагрузки для отдельно взятой трубы по высоте топки для разной производительности котла и рекомендовать методический подход к прогнозированию зон максимальных тепловых напряжений и выявлению наименее надежных и разверенных труб. Одновременно при известной величине солевого содержания котловой воды можно обозначить зону с недопустимой интенсивностью накипеобразования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дорожков А.А. Развитие отечественного котлостроения для современной промышленной энергетики // Известия Томского политехнического университета. — 2009. — Т. 314. — № 4. — С. 48–51.
2. Ахмедов Д.Б., Калинин Д.С., Ветров Н.В., Калинин В.Я. Выявление и предотвращение причин аварий на котлах ДКВР-20, работающих на газе и мазуте // Промышленная энергетика. — 1974. — № 7. — С. 20–21.
3. Манькина Н.Н. Исследование условий образования железокисных отложений // Теплоэнергетика. — 1960. — № 3. — С. 8–12.
4. Тайлашева Т.С. Моделирование топочной среды в котле типа ДКВР при сжигании природного газа // Известия Томского политехнического университета. — 2009. — Т. 314. — № 4. — С. 42–47.
5. Заворин А.С., Красильников С.В., Старченко А.В. Программный комплекс для расчета и визуализации трехмерных реагирующих турбулентных течений в топках котлов // Проблемы использования канско-ачинских углей на электростанциях: Сб. докл. Всеросс. научно-практ. конф. — Красноярск: СибВТИ, 2000. — С. 369–371.
6. Гиль А.В., Заворин А.С., Красильников С.В., Старченко А.В., Обухов С.В. Исследование аэродинамики и горения в топке котла БКЗ-420-140 применительно к вариантам замещения проектного топлива // Известия Томского политехнического университета. — 2007. — Т. 310. — № 1. — С. 175–181.
7. ГОСТ 12503-75. Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования.
8. ГОСТ 22762-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара. Общие требования.
9. СО 34.37.306-2001 (РД 153-34.1-37.306-2001). Методические указания по контролю состояния основного оборудования тепловых электрических станций. Определение количества и химического состава отложений. Общие требования.

Поступила 21.10.2009 г.

УДК 621.182

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОЙ ЧАСТИ УГЛЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ ВИХРЕВОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОМ ФАКЕЛЕ

Б.В. Лебедев, А.С. Заворин

Томский политехнический университет
E-mail: bl2596@gmail.com

Представлены результаты экспериментального исследования процессов в низкотемпературной вихревой топке, работающей по безмельничной технологии сжигания бурого угля. Установлена специфика формирования минерального балласта факела под влиянием аэродинамических и температурных условий топочного процесса.

Ключевые слова:

Минеральная часть угля, топочная среда, зондирование, вихревой факел, фракционный состав.

Key words:

Coal mineral matter, furnace medium, probing, eddy flame, fractional composition.

Введение

Единственным в истории техники образцом энергетического котлоагрегата большой мощности, в котором было реализовано сжигание немолотого (мелкодробленого) бурого угля в низкотемпературном факеле по схеме Ленинградского политехнического института, являлся паровой котел типа Е-420-140 (БКЗ-420-140-НТВ). Уникальность котла состояла не только в использовании безмельничной технологии топливосжигания, но и в том, что он сконструирован и изготовлен специально для этой технологии, в отличие от других известных в энергетике котлов с низкотемпературными топками, но меньшей производительности, которые были реконструированы с пылевидного сжигания [1].

Поскольку принципы организации и режимы протекания топочного процесса влияют на термохимические преобразования минеральных компо-

нентов топлива и на состав продуктов сгорания [2], изучение особенностей их формирования при различных сочетаниях конструктивных и режимных факторов имеет важное теоретическое и практическое значение для совершенствования современных технологий угольной энергетики. В связи с этим выполненные в рамках настоящей работы исследования применительно к топочной камере, оригинальной по конструкции и способу сжигания, направлены на получение новых результатов о преобразовании минеральных компонентов канско-ачинских углей в так называемых натуральных условиях котла, находящегося под эксплуатационной нагрузкой.

Характеристика объекта исследования

Котел БКЗ-420-140 паропроизводительностью 420 т/ч (рис. 1) проектировался как головной и од-